



УДК 622.276.53.054

**RESEARCH OF INCREASING THE PRODUCTIVITY OF GAS WELLS
WHEN CARRYOVER LIQUID FROM THEIR BOTTOMHOLES
ДОСЛІДЖЕННЯ ПІДВИЩЕННЯ ПРОДУКТИВНОСТІ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН
ПРИ ВІНОСІ РІДИНИ З ЇХ ВИБОЮ**

Dubei O.Ya. / Дубей О.Я.*Ph.D., as. prof. / к.т.н., доц.*

ORCID: 0000-0002-3510-1173

*Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Karpatska, 15,
76019**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ,
вул. Карпатська, 15, 76019***Sishchuk T.M. / Сіщук Т.М.***student / студент**Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas, Ivano-Frankivsk, Karpatska, 15,
76019**Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу, Івано-Франківськ,
вул. Карпатська, 15, 76019*

Анотація. В даній роботі представлено аналітичне дослідження збільшення продуктивності газових свердловин шляхом застосування поверхнево-активних речовин, що будуть усувати рідину, яка надходить до вибою цих свердловин. З метою реалізації запропонованого методу, здійснено симуляцію роботи свердловин Грушівського родовища, яка дозволяє встановити умову їх стабільної роботи (тобто наявність або відсутність винесення рідини). На основі результатів симуляції встановлено розподіл швидкостей руху газу, рідини та газорідного потоку вздовж стовбура свердловини. Оскільки практично у всіх свердловинах має місце винесення рідини на вибій, для них запропоновано застосування неіоногенного ПАР сольпену-10Т. Результати розрахунку показали, що застосування розчину цього ПАР дозволяє підвищити дебіт свердловини на 15-20 %, а це, у свою чергу, призведе до зростання технологічної ефективності цих свердловин.

Ключові слова: газова свердловина, метод вузлового аналізу, поверхнево-активна речовина, винесення рідини, боротьба з ускладненнями.

Вступ.

Більшість газових родовищ України виснажені на 70-80 % і перебувають на завершальній стадії розробки. Під час експлуатації нафтогазоконденсатних родовищ виникають багато проблем, які призводять до ускладнень при видобуванні вуглеводнів. Від своєчасності їх вирішення залежить подальша експлуатація свердловин. Аналіз основних ускладнень, що виникають в процесі експлуатації газоконденсатних свердловин, та шляхів боротьби з ними дозволить підвищити продуктивність свердловин.

Значна кількість родовищ нафти і газу приурочена до пластових водонапірних систем, частина з них підсилюється підшовною водою або стає такими у процесі розробки в результаті підняття водонафтового чи газонафтового контактів. Розробка родовищ в умовах природного чи штучного водонапірного режиму супроводжується поступленням води у продуктивну частину пласта, що призводить до обводнення видобувних свердловин і заземлення водою у пористому середовищі значних запасів нафти і газу. За



наявності підшовної води виникають додаткові ускладнення, пов'язані з підняттям води до вибою свердловин за рахунок створення перепаду тиску між пластовим і вибійним [1].

Аналіз сучасних досліджень за вказаною проблемою.

Суть відомих робіт спрямована на вивчення механізму утворення конуса води у вертикальних свердловинах або гребнеутворення в горизонтальних свердловинах, виведенні та аналізі залежностей для визначення безводного дебіту, депресії тиску на пласт, тривалості періоду безводної експлуатації свердловин і граничної висоти підняття конуса підшовної води [2].

У ході досліджень було виявлено, що поява води в продукції свердловин може бути також викликана не лише водонапірним режимом розробки родовища, при якому поступово зростає обводнення видобувних свердловин підшовними чи крайовими водами [3], але й за рахунок надходження води з водонасичених пропластків, розміщених в продуктивному розрізі, залишкової води з окремих защемлених лінз або зв'язаної води глинистих відкладів, яка відтискується зі зниженням пластового тиску [4].

При створенні значних депресій на пласт, можливий рух або перенос газом в дисперсному стані частини залишкової води, особливо у випадку пластів з низькою газонасиченістю [5]. Обводнення свердловин може бути також зумовлене тріщино-жильними водами, які заповнюють водопровідні тектонічні розломи чи надходять по них з більш глибоких стратиграфічних горизонтів [6].

На останній стадії розробки газових родовищ, в умовах низьких дебітів газу, можливе скупчення на вибоях конденсаційної води, яка випадає в стовбурі свердловини в результаті зменшення температури по шляху руху газу [7]. При розробці газоконденсатних родовищ на режимі виснаження пластової енергії в умовах ретроградної конденсації вуглеводневої суміші на вибоях свердловин може скупчуватися вуглеводневий конденсат, який випадає з газу в стовбурі свердловин і надходить у рідинному стані разом з газом з пласта.

З появою рідини (води і конденсату) в продукції свердловин знижуються дебіти газу, що пов'язано зі зменшенням фазової проникності пористого середовища для газу, обводненням частини газонесних інтервалів, зростанням втрат тиску у привибійній зоні пласта, стовбурі свердловин і системі збору газу при русі двофазної газорідинної суміші. При зменшенні дебіту газу нижче мінімально необхідного значення для виносу рідини відбувається нагромадження води і вуглеводневого конденсату на вибої й у привибійній зоні і свердловина поступово зупиняється [8].

Основна частина дослідження.

Одним із найбільш перспективних методів боротьби з обводненням свердловин є проведення внутрішньосвердловинної сепарації води від газу з наступним перепуском під дією гідростатичного напору або закачуванням за допомогою насосних агрегатів у розміщені нижче по розрізу водопоглинальні пласти з додатковим уведенням у воду ПАР для збільшення швидкості фільтрації її в пласті.

Для того, щоб можна було розрахувати технологічну ефективність від оброблення ПАР в першу чергу необхідно встановити, які ж свердловин



родовища будуть мати ускладнення під час своєї експлуатації, тобто наявний виніс рідини до вибою. Для дослідження підвищення продуктивності газових свердловин Грушівського газового родовища скористаємось симулятором PipeSim компанії Schlumberger. Цей симулятор дозволяє зокрема встановити умови стабільної роботи свердловини за методом вузлового аналізу.

Для створення конструкції свердловини задаймося геометрією ряду свердловин: діаметрами, товщинами стінок, глибиною опускання експлуатаційної колони (ЕК) та насосно-компресорних труб (НКТ) та пакера. Схематичне зображення конструкції обраних свердловин наведено на рис. 1.

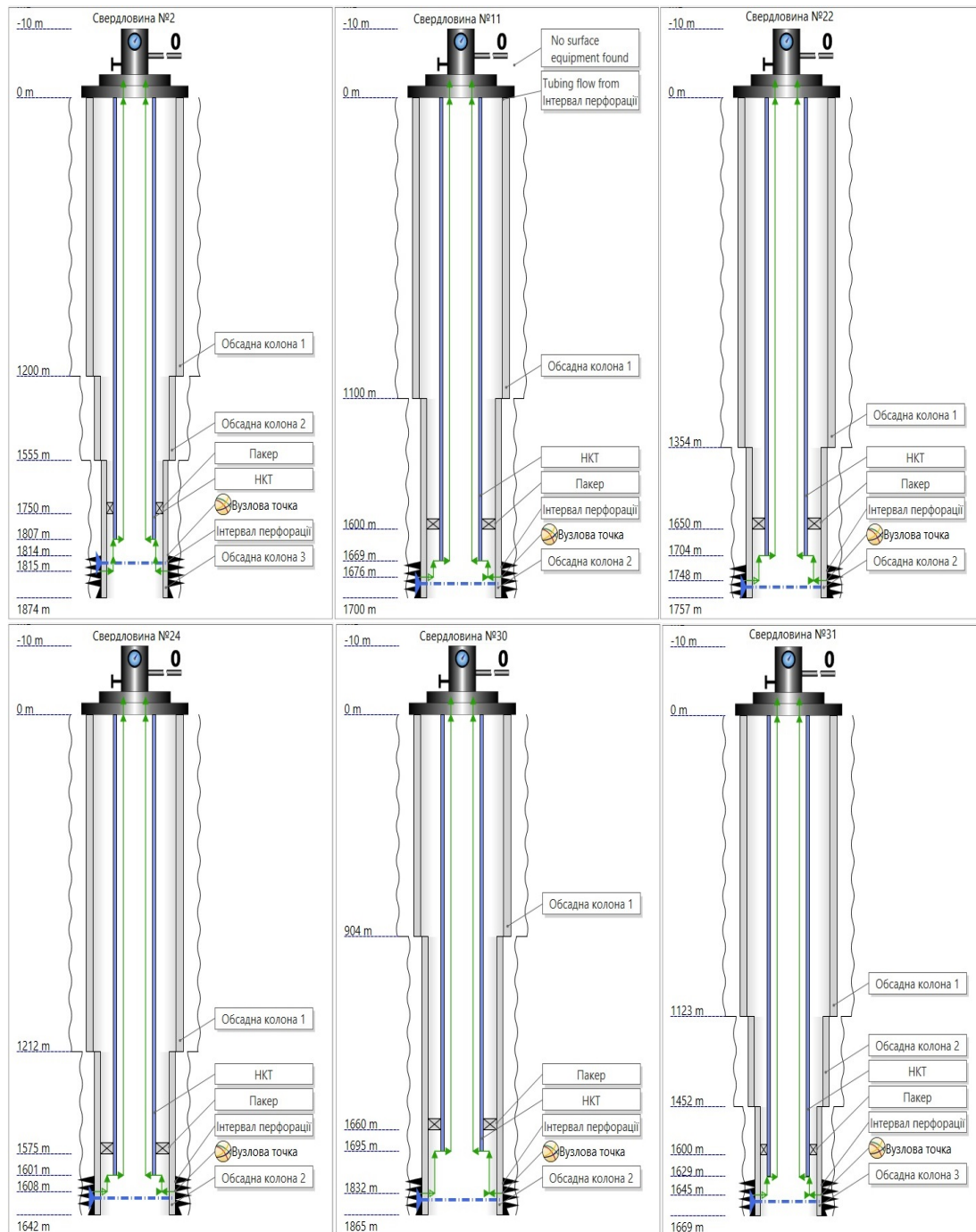
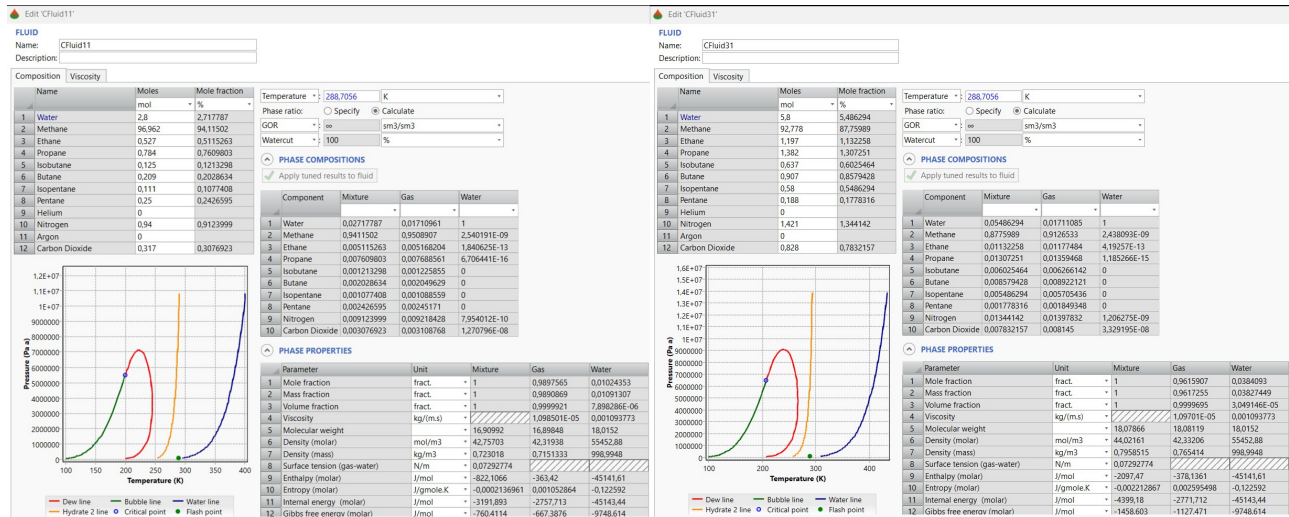


Рис. 1. Схематичне зображення свердловин Грушівського родовища в симуляторі PipeSim



При виборі моделі флюїду враховуємо те, що свердловини виключно газові, відповідно є наявність рідини і газу. Заносимо склад газу в симулятор, а також вміст води в продукції (ці вихідні дані беремо із проекту розробки родовища) для кожної свердловини окремо. Таким чином одержимо 6 композиційних моделей флюїдів. На рис. 2 зображено приклади інтерфейсів моделей флюїдів для свердловин 11 і 31. Всі інші моделі побудовані аналогічним чином.



а) свердловина 11; б) свердловина 31
Рис. 2. Композиційна модель флюїду свердловин

Найбільш прийнятним у світовій практиці є розміщення вузлової точки на вибої свердловини, навпроти перфораційних отворів. Крива припливу (або ж індикаторна крива) може бути побудована з використанням різних залежностей. Вибір тієї чи іншої методики буде залежати від режиму фільтрації флюїдів в пласті.

Для опису припливу флюїду до свердловини використано коефіцієнт продуктивності (Well PI), який обчислений за формулою:

$$K = \frac{q}{P_{nl}^2 - P_{виб}^2}, \tag{1}$$

де P_{nl} – пластовий тиск, МПа; $P_{виб}$ – вибійний тиск, МПа; q – дебіт газової свердловини, тис.м³/доб.

Результати обчислення коефіцієнта продуктивності для обраних свердловин наведено в табл. 1.

З використанням отриманої композиційної моделі флюїду, поточної конструкції свердловини та експлуатаційних параметрів роботи свердловини проведемо аналіз роботи свердловини за методом вузлового аналізу.

Графічні залежності за методом вузлового аналізу для всіх свердловин Грушівського газового родовища наведені на рис. 3.

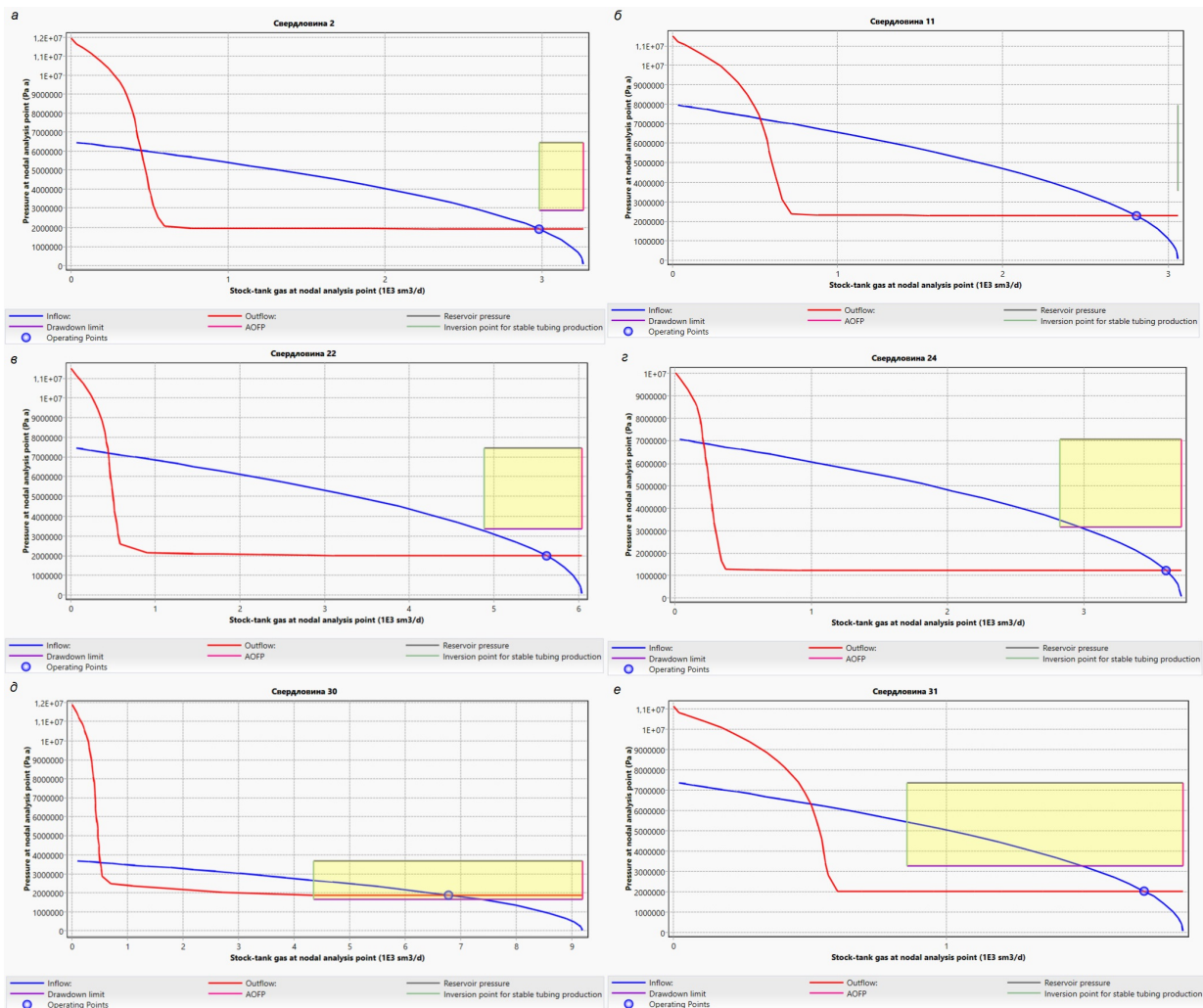
З отриманих графічних залежностей можна зробити висновок, що тільки одна свердловина 30 працює стабільно, оскільки робоча точка потрапляє в зону стабільної роботи, яка обмежена жовтим прямокутником.



Таблиця 1

Результати розрахунку коефіцієнта продуктивності свердловин

№ свердл.	Пластовий тиск, МПа	Вибійний тиск, МПа	Дебіт газової свердловини, тис.м ³ /добу	Коефіцієнт продуктивності, м ³ /с·Па ²
2	6,5	1,91	3	$8,94348 \cdot 10^{-16}$
11	8,0	2,3	2,8	$5,53562 \cdot 10^{-16}$
22	7,5	1,98	5,62	$1,24345 \cdot 10^{-15}$
24	7,1	1,22	3,6	$8,54347 \cdot 10^{-15}$
30	3,7	1,9	6,78	$7,77306 \cdot 10^{-15}$
31	7,4	2,05	1,7	$3,94313 \cdot 10^{-16}$



а – свердловина 2; б – свердловина 11; в – свердловина 22; г – свердловина 24; д – свердловина 30; е – свердловина 31

Рис. 3. Перевірка усталеного режиму роботи свердловини за методом вузлового аналізу

Зона стабільної роботи свердловини обмежена ліворуч лінією початку скупчення рідини на вибої, праворуч – максимально допустимою швидкістю для запобігання ерозії обладнання, вгорі – поточним значенням пластового тиску, а внизу – максимальною депресією тиску на пласт. Оскільки точка



перетину кривої припливу та кривої ліфтування потрапляє в цю зону, то можемо зробити висновок, що на даний момент немає проблеми з винесенням рідини для свердловини 30. Але для решти свердловин Грушівського газового родовища це ускладнення при їх роботі присутнє.

Розподіл швидкостей руху газу по стовбурах свердловин, а також зміна швидкостей виносу рідини по стовбуру свердловин наведені рис. 4 і 5 відповідно.

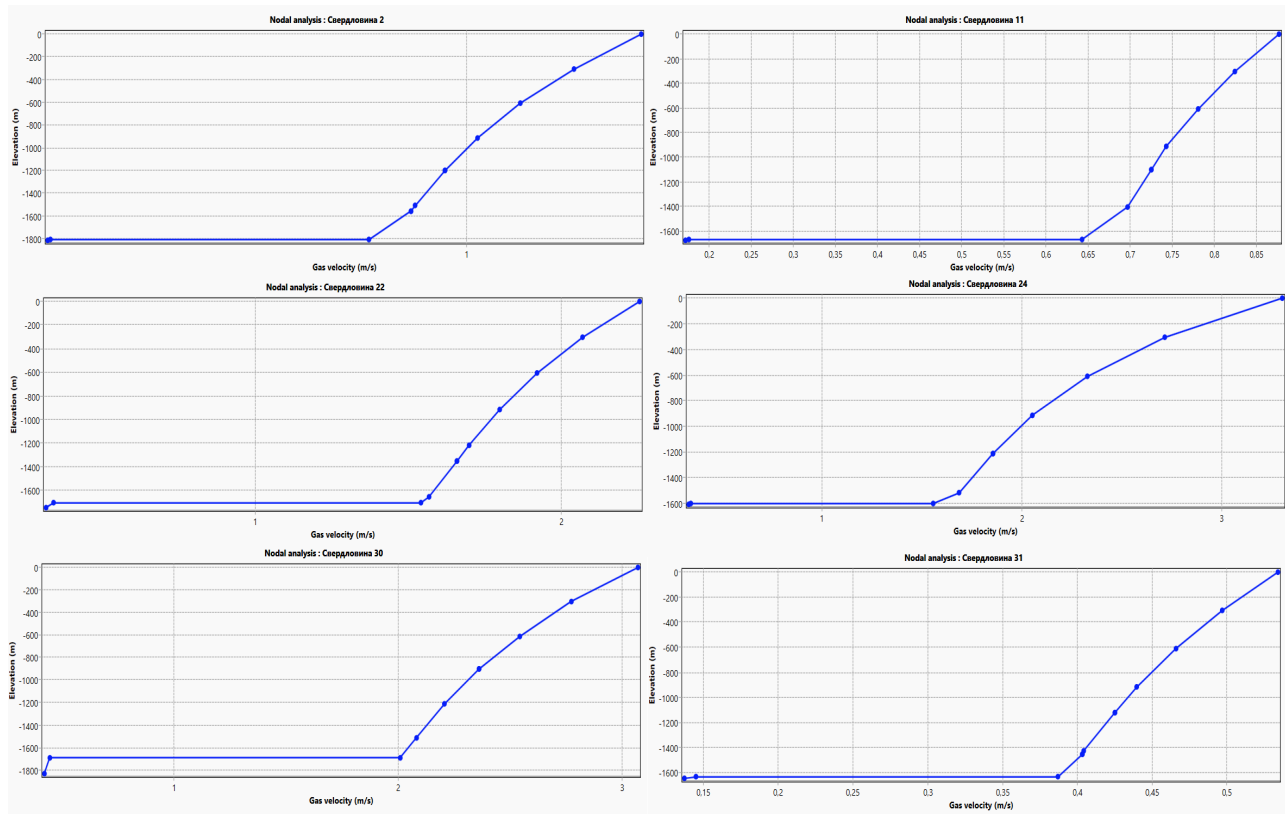


Рис. 4. Розподіл швидкостей руху газу по стовбуру свердловин

На основі аналізу теоретичних досліджень для підвищення продуктивності свердловин використовуємо поверхнево-активні речовини. Для спіювання пластової рідини застосовуємо неіоногенний ПАР сольпен-10Т. Вихідними даними для визначення необхідної кількості ПАР для оброблення свердловин є: масова концентрація ПАР в робочому розчині, густина та об'єм розчинника, густина ПАР і пластової рідини, дебіт свердловини.

На основі відповідних вихідних даних для кожної із свердловин було розраховано необхідну кількість ПАР і робочого розчину (табл. 2).

Для подачі ПАР у свердловину використовуємо глибинне дозування ПАР. Схема глибинного дозування ПАР приведена на рис. 6 [9].

В даному випадку принцип роботи вибраного способу полягає у наступному. На час заповнення (зарядки) ліфтових труб свердловину зупиняють. Перед наступними роботами здійснюють продувку свердловини на факел. Зарядку ліфтових труб здійснюють з допомогою пересувного насосного агрегату. При цьому в НКТ і у затрубному просторі свердловини встановлюються рівні рідини, які відповідають буферному, затрубному і

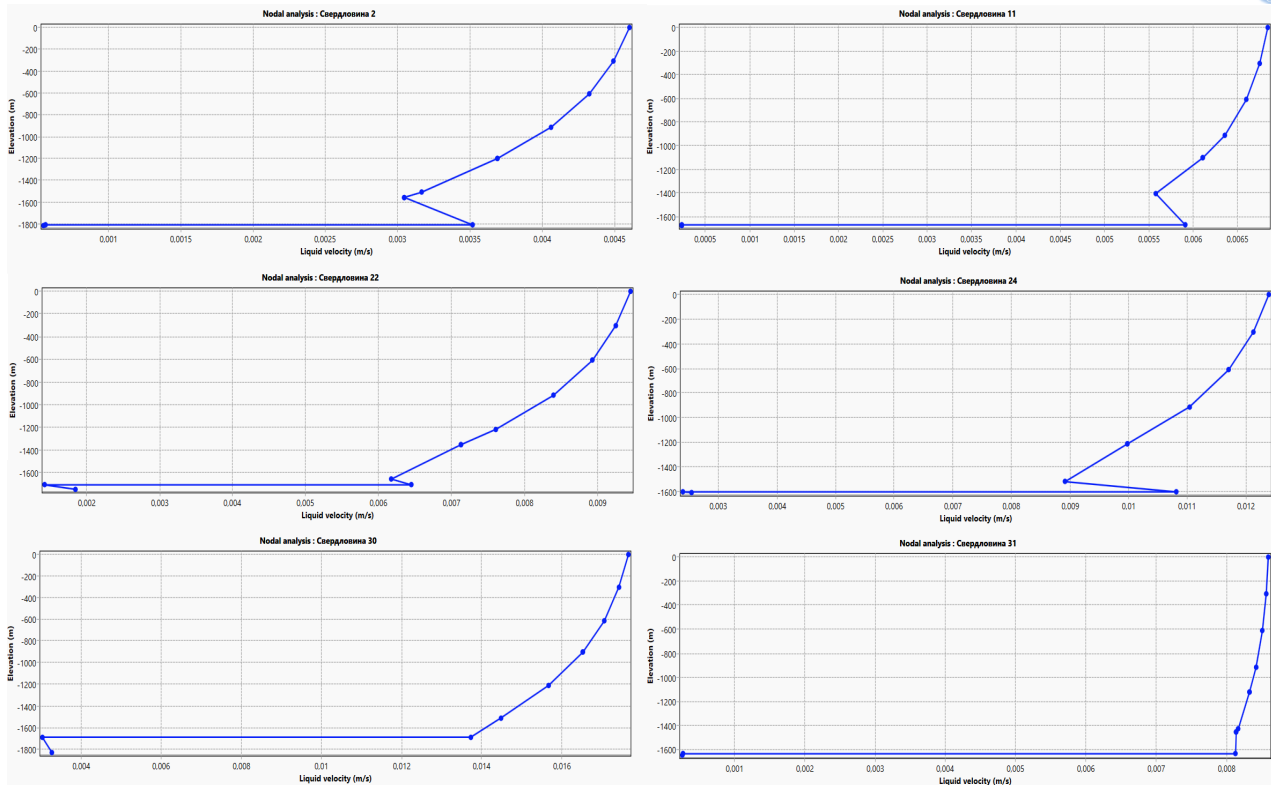


Рис. 5. Зміна швидкостей виносу рідини по стовбуру свердловин

Таблиця 2

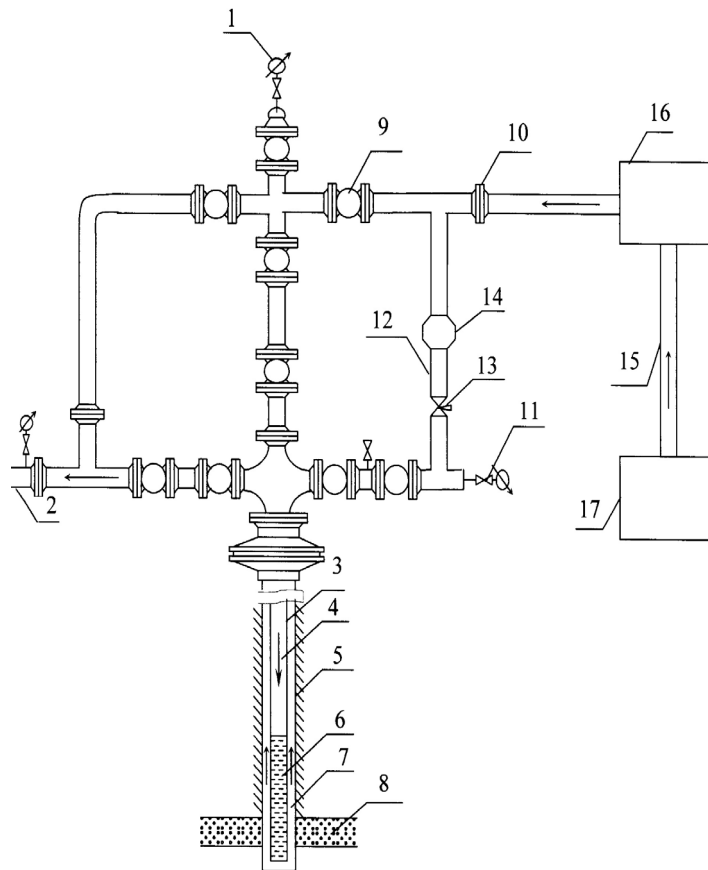
Результати розрахунку необхідної кількості ПАР для свердловин

№ свердловини	Об’ємна витрата робочого розчину, м ³ /доб.	Кількість ПАР, кг/доб.
2	$2,992 \cdot 10^{-4}$	0,089
11	$1,294 \cdot 10^{-4}$	0,385
22	$1,066 \cdot 10^{-4}$	0,317
24	$4,84 \cdot 10^{-4}$	0,144
31	$5,176 \cdot 10^{-4}$	0,154

вибійному тискам. Потім повільним відкриттям буферної засувки стравлюють газ із НКТ. При цьому вся накопичена у свердловині рідина і розчин ПАР, перемішуються, продавлюються в НКТ, де встановлюється відповідний рівень розчину ПАР.

Як показує промисловий досвід розробки газових родовищ, після впровадження технології винесення рідини із вибою свердловини за допомогою спінюючих ПАР, свердловина починає працювати стабільно. При цьому забезпечується повне винесення води і вуглеводневого конденсату із стовбура свердловини, а дебіт свердловини збільшується на 15-20 %. [10].

На основі здійсненого аналізу можна обчислити приріст дебіту газу і технологічну ефективність від винесення рідини із вибою свердловини. Результати розрахунку наведені у табл. 3.



1 – манометр; 2 – шлейф; 3 – НКТ; 4 – газ; 5 – експлуатаційна колона; 6 – розчин ПАР; 7 – газорідинна суміш; 8 – продуктивний пласт; 9 – засувка; 10 – гайка швидкого з’єднання; 11 – кран високого тиску; 12 – нагнітальна лінія; 13 – регулятор тиску; 14 – трьохходовий кран; 15 – всмоктуюча лінія; 16 – насосний агрегат; 17 – ємність розчину ПАР

Рис. 6. Схема глибинного дозування ПАР

Таблиця 3

Розрахунок технологічної ефективності використання ПАР на свердловинах Грушівського родовища

№ свердл.	Дебіт газу до проведення робіт, тис.м ³ /д	Приріст дебіту, %	Дебіт газу після проведення робіт, тис.м ³ /д	Технологічна ефективність, тис.м ³ /д	Річний приріст відбору газу, тис.м ³
2	3	15	3,45	0,45	156,037
		20	3,6	0,6	208,05
11	2,8	15	3,22	0,42	145,635
		20	3,36	0,56	194,18
22	5,62	15	6,463	0,843	292,31
		20	6,744	1,124	389,747
24	3,6	15	4,14	0,54	187,245
		20	4,32	0,72	249,66
31	1,7	15	1,955	0,255	88,421
		20	2,04	0,34	117,895



Висновки.

В даній статті були розглянуті методи підвищення продуктивності газових свердловин Грушівського газового родовища з використання ПАР. На основі комп'ютерного моделювання в програмі PipeSim були виявлені ті із свердловин родовища, на вибір яких надходить рідина. З усіх свердловин, що розглядалися, лише у одній з них цей процес не спостерігається.

Після проведення вузлового аналізу були також одержані розподіли швидкостей руху газу по стовбурах свердловин, швидкостей виносу рідини по стовбуру свердловин, а також середніх швидкостей потоку по стовбуру свердловин. Спираючись на ці результати стало можливим визначити всі необхідні параметри для підвищення продуктивності свердловин використовуючи поверхнево-активні речовини.

В результаті впровадження технології винесення рідини за допомогою ПАР із вибою свердловин Грушівського газового родовища, можна збільшити річний видобуток газу на 389,747 тис.м³ для свердловини 22 (приріст дебіту складає 20 %) і на 187,245 тис.м³ для свердловини 24 (приріст дебіту складає 15 %).

Література:

1. Амиян В.А., Амиян А.В., Васильева Н.П. Повышение производительности скважин. – М.: Недра, 1986. – 160 с.
2. Гвоздев Б.П., Гриценко А.И., Корнилов А.Е. Эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений: Справочное пособие. – М.: Недра, 1988. – 575 с.
3. Зотов Г.А. Динков А.В., Черных В.А. Эксплуатация скважин в неустойчивых коллекторах. – М.: Недра, 1987. – 172 с.
4. Кондрат Р.М. Газоконденсатоотдача пластов. – М.: Недра, 1992. – 255 с.
5. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 487 с.
6. Поверхностные явления и поверхностно-активные вещества: Справочник / А.А. Абрамзон, Л.Е. Боброва, Л.П. Зайченко и др. / Под ред. А.А. Абрамзона и Е.Д. Щукина. Л.: Химия, 1984. – 392 с.
7. Технологический режим работы газовых скважин / З.С. Алиев, С.А. Андреев, А.П. Власенко, Ю.П. Коротаев. – М.: Недра, 1978. – 279 с.
8. Технология добычи природных газов / Под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1987. – 414 с.
9. Тихомиров В.К. Пены. Теория и практика их получения и разрушения. 2-е изд. – М.: Химия, 1983. – 264 с.
10. Эксплуатация морских нефтегазовых месторождений / А.Б. Сулейманов, Р.П. Кулиев, Э.И. Саркисов, К.А. Карапетов. – М.: Недра, 1986. – 285 с.

References:

1. Amiyan V.A., Amiyan A.V., Vasilyeva N.P. Povyshenie proizvoditelnosti skvazhin. – М.: Nedra, 1986. – 160 p.



2. Gvozdev B.P., Griczenko A.I., Kornilov A.E. Eksploatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdenij: Spravochnoe posobie. – M.: Nedra, 1988. – 575 p.
3. Zotov G.A. Dinkov A.V., Chernykh V.A. Eksploatatsiya skvazhin v neustojchivykh kollektorakh. – M.: Nedra, 1987. – 172 p.
4. Kondrat R.M. Gazokondensatootdacha plastov. – M.: Nedra, 1992. – 255 p.
5. Korotaev Yu.P., Shirkovskij A.I. Dobycha, transport i podzemnoe khranenie gaza. – M.: Nedra, 1984. – 487 p.
6. Poverkhnostnye yavleniya i poverkhnostno-aktivnye veshhestva: Spravochnik / A.A. Abramzon, L.E. Bobrova, L.P. Zajchenko i dr. / Pod red. A.A. Abramzona i E.D. Shhukina. L.: Khimiya, 1984. – 392 p.
7. Tekhnologicheskij rezhim raboty gazovykh skvazhin / Z.S. Aliev, S.A. Andreev, A.P. Vlasenko, Yu.P. Korotaev. – M.: Nedra, 1978. – 279 p.
8. Tekhnologiya dobychi prirodnykh gazov / Pod red. A.Kh. Mirzadzhanzade. – M.: Nedra, 1987. – 414 p.
9. Tikhomirov V.K. Peny. Teoriya i praktika ikh polucheniya i razrusheniya. 2-e izd. – M.: Khimiya, 1983. – 264 p.
10. Eksploatatsiya morskikh neftegazovykh mestorozhdenij / A.B. Sulejmanov, R.P. Kuliev, E.I. Sarkisov, K.A. Karapetov. – M.: Nedra, 1986. – 285 p.

Abstract. *This paper represents an analytical study of the increase in productivity of gas wells by the use of surfactants that will remove the fluid entering the bottomhole of these wells. In order to implement the proposed method, wells simulation of the Hrushivske field was performed, which allows to establish the condition of their stable operation (ie, the presence or absence of fluid at the bottomhole). Based on the simulation results, the velocity distribution of gas, liquid, and gas-liquid mixture flow along the wellbore is determined. It turned out, that all wells have the flow of the fluid to the bottomhole. It is proposed the use nonionic surfactant solpene-10T. The results of the calculation showed that the use of such surfactant solution increases the flow rate of wells by 15-20%, which, in turn, will increase the technological efficiency of these wells. The final result of the implementation of fluid extraction technology using surfactant solution is increasing the annual gas production by 389,747 thousand m³ for the well 22 and by 187,245 thousand m³ for the well 24.*

Key words: *gas well, method of nodal analysis, surfactant, fluid removal, operation complications.*

Стаття відправлена: 08.12.2019 р.

© Дубей О.Я.